



Effekte der neuen energiepolitischen Initiativen (100% erneuerbare Elektrizitätserzeugung, E-Mobilität) auf die Investitionen der Elektrizitätswirtschaft und die Volkswirtschaft

Kurt Kratena

November 2018

Kurt Kratena

CESAR (Centre of Economic Scenario Analysis and Research)

Fuhrmannsgasse 2A, 1080 Vienna (AUSTRIA)

kurt.kratena@cesarecon.at, Tel.: +43 69912233989

Einleitung

Das Ziel dieser Studie ist die Abschätzung der energie- und volkswirtschaftlichen Effekte neuer energiepolitischer Initiativen (100% erneuerbare Stromerzeugung, E-Mobilität) in Österreich. Dabei stehen zwei Aspekte im Vordergrund: (i) die volkswirtschaftlichen Effekte, die von den zur Umsetzung der energiepolitischen Initiativen notwendigen Investitionen ausgelöst werden und (ii) die energie- und volkswirtschaftlichen Effekte, die von dem durch die energiepolitischen Initiativen ausgelösten Strukturwandel in der Energiewirtschaft ausgehen.

Der erste Schritt der Analyse besteht somit darin, die notwendigen Investitionen in Netz- und Erzeugungskapazitäten der Elektrizitätswirtschaft bis 2030 zu quantifizieren. Diese Investitionen sind Grundbedingung für ein Szenario erneuerbarer Stromerzeugung (100% des Gesamtstromverbrauches, national bilanziell), dessen Ziele und Eckdaten bezüglich Stromerzeugung und Erzeugungskapazitäten auf der Studie von Baumann et al. (2018) basieren, die ihrerseits auf der österreichischen Klima- und Energiestrategie (BMNT, BMVIT, 2018) beruht und diese interpretiert. Dabei bezieht sich der in dieser Studie quantifizierte Investitionsbedarf nur auf Netzinvestitionen und nicht auf Speichertechnologien, mit denen Elektrizität entweder direkt (Batterien) oder über Umwandlung in andere Energieformen (mechanische Energie, Power to Gas) gespeichert werden kann. Für die Quantifizierung der Investitionen in Erzeugung und Netze werden zusätzliche Quellen herangezogen (Kost et al., 2018 und Deutsche Energie-Agentur, 2012). Auf der Nachfrageseite nach Elektrizität ergeben sich in diesem Szenario Entwicklungen, die die Belastung der Netze erhöhen und daher Netzinvestitionen als Grundbedingung haben. Das betrifft die vermehrte Diffusion von Elektromobilität (bis zu einem Anteil von 20% an der Fahrzeugflotte in 2030) und eine weitere Expansion von Wärmepumpen in der Raumwärme. Darüber hinaus sind in diesem Szenario in allen Sektoren der Energienachfrage Effizienzsteigerungen (Energie pro Output- oder Service-Einheit) und Verschiebungen in der Energieträgerstruktur berücksichtigt. Diese Faktoren wirken teilweise dämpfend und teilweise erhöhend auf die Nachfrage nach Elektrizität.

Der zweite Teil der Analyse beschäftigt sich damit, die Veränderungen im Energiesystem, die durch mehr Stromverbrauch (E-Mobilität) und durch höhere Mengen erneuerbarer Stromerzeugung bis 2030 ausgelöst werden, zu quantifizieren. Dabei kommt der Betrachtung der durch die Primärenergie verursachten CO₂-Emissionen besondere Bedeutung zu. Diese Analyse wird mit einem Tool des österreichischen Energiesystems durchgeführt, das die Energiebilanz in physischen Einheiten (TJ) im Detail abbildet und konsistent in ein Input-Output Modell integriert ist. Letzteres ermöglicht es auch, die volkswirtschaftlichen Effekte der Veränderungen im Energiesystem einer Erstevaluierung zu unterziehen.

Im letzten Teil der Studie werden schlussendlich die volkswirtschaftlichen Effekte der im ersten Teil abgeschätzten Investitionen in Netz und Erzeugung quantifiziert. Die Finanzierung der Investitionen, die höhere Kapitalkosten für die Elektrizitätswirtschaft bedeuten, erfolgt im Rahmen der Abgeltung der regulierten Kosten für Elektrizität. Das führt zu Effekten auf die Strompreise, die ebenfalls quantifiziert werden. Die Berechnung der volkswirtschaftlichen Effekte erfolgt mit dem an das Tool des österreichischen Energiesystems gekoppelten Input-Output Modell, getrennt für Netz- und Erzeugungsinvestitionen. Die Modellrechnung liefert Resultate für den Produktionswert und die Beschäftigung nach Wirtschaftszweigen und das BIP. Daraus ergibt sich auch der Multiplikator der Investitionstätigkeit. Die Einkommens- und Produktionseffekte der Investitionstätigkeit wirken in geringem Ausmaß auch wieder energieverbrauchserhöhend („rebound“-Effekte).

Die vorliegende Studie kann als erste Teil-Evaluierung der bis 2030 zu erwartenden Veränderungen im Energiesystem aufgrund des vermehrten Einsatzes von Elektrizität in Raumwärme (25% der Heizsysteme mit Wärmepumpen in 2030) und Verkehr (20% Elektrofahrzeuge in 2030) bei gleichzeitiger Umsetzung von 100% erneuerbarer Stromerzeugung (bis 2030) gesehen werden. Die verwendete Methodik erlaubt die simultane und konsistente Abbildung von Effekten im Energiesystem und in der Volkswirtschaft. Dabei wird berücksichtigt, dass bei der Produktion von Energie - unterschiedlich nach Energieträger (Kohle vs. Elektrizität) - auch Wertschöpfung und Beschäftigung entstehen, und dass Investitionen in das Energiesystem, die direkt effizienzsteigernd und emissionsmindernd sind, indirekt wieder die Emissionen erhöhen können („Rucksack“ von Emissionen aus der Produktion der Investitionsgüter). Nur eine Teil-Evaluierung ist die Studie deswegen, weil keine weiteren, konkreten Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele (Elektromobilität, erneuerbare Stromerzeugung, Wärmepumpen-Diffusion) in die Analyse integriert werden und Kosten- und Preisaspekte zwar quantifiziert, aber nicht in ihrer gesamten Wirkung betrachtet werden. Derartige, weiterführende Analysen hätten den Rahmen dieses Projektes gesprengt und sind zukünftiger Forschung vorbehalten.

1. Investitionstätigkeit der Elektrizitätswirtschaft bis 2030

Der erste Schritt der vorliegenden Analyse bestand darin, das Volumen der zusätzlichen Investitionen in das Stromnetz und in die erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten abzuschätzen, die bis 2030 notwendig werden. Die Investitionstätigkeit in Erzeugungskapazitäten ergibt sich direkt – unter Zuhilfenahme zusätzlicher Quellen – aus den Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien (Wasserkraft, Wind, PV) bis 2030. Die Investitionstätigkeit in Netzkapazität ergibt sich aus all den Entwicklungen, die bis 2030 zu einer zusätzlichen Belastung und Inanspruchnahme des Netzes führen werden. Das sind einerseits auch die Mengen an zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugung, andererseits aber auch andere Technologien, die zu hohen Verbrauchspitzen und ungleichmäßiger Belastung des Netzes führen. Diesbezüglich berücksichtigt die vorliegende Studie die Zunahme der Elektromobilität und von Heizungssystemen auf Basis von Umgebungswärme (Wärmepumpen).

100% erneuerbare Elektrizitätserzeugung (national bilanziell): Erzeugungs- und Netzinvestitionen

Das Design des Szenarios einer 100%igen erneuerbaren Stromerzeugung (ohne Einsatz von zusätzlichen erneuerbaren KWK-Technologien) bis 2030 beruht auf den Daten aus Baumann, et al. (2018). Diese Studie konkretisiert die Zielsetzungen der österreichischen Klima- und Energiestrategie und quantifiziert den notwendigen Zubau an erneuerbarer Stromerzeugungskapazität bis 2030. Dies entspricht der Zielsetzung, den nationalen Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Dabei wird die Nachfrageseite aus den Szenarien entnommen, die der Strategie „Empowering Austria“ (Österreichs Energie, 2016) zugrunde liegen. Baumann et al. (2018) nehmen weiterhin – auf Basis der österreichischen Klima- und Energiestrategie – an, dass die Stromerzeugung aus Eigenanlagen in der Sachgütererzeugung nicht durch öffentliche erneuerbare Stromerzeugung ersetzt wird (ersetzt werden soll) und dass 500 GWh als fossile Reserve erhalten bleiben sollen. Zieht man diese beiden Positionen vom Gesamtstromverbrauch

ab, dann erhält man 81,1 TWh. Geht man davon aus, dass 2016 51.9 TWh aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird und der gesamte, angepasste Stromverbrauch 2030 (81,1 TWh) durch erneuerbare Energieträger in der öffentlichen Erzeugung aufgebracht werden soll, dann ergibt sich ein Bedarf von 29,2 TWh (Baumann et al., 2018).

Die gleichen Annahmen wurden generell einem Szenario einer 100%igen erneuerbaren Stromerzeugung zu Grunde gelegt, das mit einem Tool des österreichischen Energiesystems (zur Beschreibung, s.: nächster Abschnitt) im Rahmen dieser Studie berechnet wurde. In einigen Punkten weichen die Annahmen jedoch voneinander ab. In diesem Tool, das in ein Input-Output Modell integriert wurde, werden das Konzept der Energiebilanz und das Konzept der Güterbilanz im Sinne der Input-Output Statistik verwendet. Die höhere Diffusion von Elektromobilität und Wärmepumpen führt in dem hier berechneten Basisszenario zu einem höheren Stromverbrauch bis 2030 als in den Szenarien, die „Empowering Austria“ zugrunde liegen. Das ergibt folgendes für die einzelnen Definitionen und Abgrenzungen des österreichischen Stromverbrauches im Jahr 2030:

Energetischer Endverbrauch von Elektrizität: 81,4 TWh.

Gesamtstromverbrauch (energetischer Endverbrauch, Verbrauch des Sektors Energie, Transportverluste): 91,4 TWh.

Gesamte Endnachfrage nach Elektrizität (energetischer Endverbrauch, Verbrauch des Sektors Energie, Transportverluste, Exporte): 113,3 TWh.

Eine weitere Abweichung von den Annahmen der Studie von Baumann et al. (2018) betrifft die Definition und die Entwicklung der Eigenerzeugung von Unternehmen. Einerseits wird hier nicht nur die Eigenerzeugung der Sachgüterproduktion, sondern die gesamte Eigenerzeugung betrachtet. Außerdem wird es bei steigender Sachgüterproduktion und steigenden Strompreisen als nicht plausibel gesehen, dass diese Eigenerzeugung bis 2030 konstant bleiben sollte. In dem hier verwendeten Modell wird die Aufteilung der Stromerzeugung zwischen Wirtschaftszweigen durch Marktanteile gesteuert. Diese werden bis 2030 konstant gehalten, sodass sich ein Anstieg der Eigenerzeugung proportional zum Verbrauchsanstieg ergibt. Um diesen Anstieg in der Eigenerzeugung zu kompensieren und mit den Annahmen von Baumann et al. (2018) wieder konsistent zu werden, wird hier eine sinkende Importquote angesetzt. Der um 21,7 TWh steigende Endverbrauch (inkl. Exporte) und die um 2,6 TWh zurückgehenden Importe werden durch eine insgesamt um 24,3 TWh steigende Stromerzeugung aufgebracht (Tabelle 1). Dabei steigt die Erzeugung der EVU bis 2030 um 21,4 TWh, also in etwa im gleichen Ausmaß wie der Endverbrauch (inkl. Exporte). Simultan mit diesem Anstieg der öffentlichen Stromerzeugung soll das Ziel einer zu 100% aus erneuerbaren Energieträgern produzierten Elektrizität erreicht werden. Das bedeutet, dass dieser Nachfrageanstieg plus die Substitution von Elektrizität aus fossilen Energieträgern von den EVU bis 2030 durch Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern aufgebracht werden muss. In Summe ergibt sich daraus ein Zuwachs an Stromerzeugung aus Erneuerbaren um 29 TWh, wie in der Studie von Baumann et al. (2018). Die Verteilung wird hier so angesetzt wie in jener Studie, was einen Zuwachs der Erzeugung aus Wasserkraft um 6,3 TWh, aus Windenergie um 11,2 TWh und aus Photovoltaik (PV) um 11,5 TWh ergibt. Die Erzeugung aus Kohle (in „Sonstige“ enthalten) sinkt bis 2030 auf Null und die Erzeugung aus Erdgas auf 170 GWh. Das ist weniger als die in Baumann et al. (2018) als notwendig eingestufte fossile Reserve von 500 GWh, allerdings

enthält das Aggregat „Sonstige“ hauptsächlich thermische Stromerzeugung (Biogene und Abfälle), die als KWK betrieben werden und als thermische Reserve genutzt werden können.

Tabelle 1: Entwicklung der Stromaufbringung in einem Szenario „100% erneuerbare Stromerzeugung“ bis 2030

in GWh	2016	2030	Differenz
Endnachfrage, Elektrizität	91638	113346	21709
Importe	26366	23744	-2622
Erzeugung	65271	89602	24330
Eigenerzeugung	7883	10821	2938
Öffentliche Erzeugung	57388	78780	21392
davon:			0
Laufkraftwerke	29268	35530	6262
Speicherkraftwerke	10047	10042	
Wind	5235	16420	11185
PV	1096	12620	11524
Naturgas	7024	168	-6857
Sonstige	4718	4000	-718
Erneuerbare (ohne Biogene)	45646	74612	28966

Quelle: Baumann, et al. (2018), eigene Berechnungen. Die Endnachfrage, Elektrizität enthält neben dem energetischen Endverbrauch den Verbrauch des Sektors Energie, die Transportverluste und die (Brutto-)Exporte.

Die Mengen an produzierter Elektrizität in Tabelle 1 werden nicht direkt vorgegeben, sondern sind Ergebnis der Modellrechnung. Gesteuert werden die Modellergebnisse durch die Festlegung folgender exogener Größen: Importquote von Elektrizität, Marktanteile der Wirtschaftszweige an der Produktion von Elektrizität, Anteile der Energieträger (Technologien) an der Produktion von Elektrizität.

Die Daten des Zuwachses an Erzeugung (in GWh) mussten zunächst in einen entsprechenden Zuwachs der Erzeugungskapazität (in GW) umgerechnet werden. Dafür sind Werte der Betriebsstunden/Jahr für die einzelnen Technologien anzusetzen, die aus Kost et al. (2018) übernommen wurden und für Wasserkraft von österreichischen Experten aus der Elektrizitätswirtschaft zur Verfügung gestellt wurden. Das ergibt für Wasserkraft 4500 Stunden/Jahr, für Windkraft einen Durchschnittswert für On-shore Anlagen von 2500 Stunden/Jahr und für PV einen Durchschnittswert über Anlagengrößen von 1280 Stunden/Jahr. Diese Annahmen von durchschnittlichen Betriebsstunden entsprechen einer mittleren Variante des Zuwachses an Kapazitäten (Variante I). Für eine Variante II wird die Sensitivität der Kapazitätswachse und Investitionskosten auf die Betriebsstunden getestet. Dafür wird für Windenergie und PV jeweils das Minimum an Betriebsstunden aus der Studie von Kost et al. (2018) angesetzt. Das sind 1800 Stunden/Jahr für Windenergie und 935 Stunden/Jahr für PV. Mit den Annahmen von Variante I ergeben sich Zuwächse in der Erzeugungskapazität von 1,4 GW an Wasserkraft, 9,0 GW an PV und 4,5 GW an Windkraft. Mit den Annahmen von Variante II steigen die Zuwächse an PV auf 12,3 GW und jene an Windenergie auf 6,3 GW.

Es sind somit physische Investitionen in dieser Größenordnung in die Erzeugungskapazitäten nach Technologien notwendig, die in einem weiteren Schritt in monetäre Investitionskosten umgerechnet werden müssen. Dafür werden ebenfalls die Angaben in Kost et al. (2018) herangezogen, neben Angaben österreichischer Experten aus der Elektrizitätswirtschaft. Für

Wasserkraft betragen die spezifischen Investitionskosten (Mio €/GW) nach Angaben österreichischer Experten 6750 Mio €/GW. Für PV-Anlagen lässt sich aus Kost et al. (2018) ein Mittelwert über Anlagengrößen von 1200 Mio €/GW ableiten und für Onshore-Windanlagen von 1750 Mio €/GW. Daraus berechnen sich Investitionen in Erzeugungskapazitäten für 100% erneuerbare Stromerzeugung von 28 Mrd € (Variante I) bis 35 Mrd € (Variante II).

Eine Umlegung dieser zusätzlichen Erzeugungskapazität auf zusätzliche Netzinvestitionen erfolgte auf Basis einer Detailstudie für Deutschland (Deutsche Energie-Agentur, 2012). Das stellt nur eine Annäherung an die tatsächlichen Kosten dar, da die Netztopologie von Deutschland und Österreich nicht vergleichbar sind. Generell stellt sich bei einer (national bilanziell) 100%igen erneuerbaren Stromerzeugung die Problematik der Volatilität dieser Erzeugung und damit verbunden die Sicherung der Leistung. Diese Problematik macht wahrscheinlich noch andere Investitionen erforderlich als die hier quantifizierten Netzinvestitionen. Eine fundierte Abschätzung der Investitionskosten in Netze kann nur im Rahmen eines österreichischen Netzinfrastukturplanes erfolgen, in dem eine nationale und internationale Koordination der Planungen im Strom- und Gasbereich integriert wird. Die Studie für Deutschland differenziert in der Analyse nach den drei Netzebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) und quantifiziert die gesamten zusätzlichen Netzinvestitionen aufgrund zunehmender erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland. Im Prinzip steigt die Netzbelastung mit vermehrter Stromerzeugung aus Erneuerbaren aus zwei Gründen: (i) muss die vermehrte Strommenge aus der jeweiligen Spannungsebene, auf der sie nicht verbraucht wird, auf eine andere transformiert werden und (ii) muss die Strommenge zu den Orten des erhöhten Verbrauches transportiert werden. Für (i) sind auch Investitionen in Trafostationen erforderlich. Die Studie für Deutschland (Deutsche Energie-Agentur, 2012) berechnet die Investitionskosten „bottom-up“, ausgehend von den Kategorien: Ausbau in Stromkreis-km, Modifizierung bestehender Stromkreise, Zubau an Trafoleistung und zusätzliche Umspannwerke. Eine derartig detaillierte Untersuchung konnte im Rahmen dieser Studie für Österreich nicht durchgeführt werden, aber es konnten grundlegende Parameter und Relationen übernommen werden. Für Deutschland ergeben sich Investitionssummen (in zwei unterschiedlichen Szenarien bezüglich der erneuerbaren Stromerzeugung) bis 2030 zwischen 27,5 und 42,5 Mrd €. Im Szenario mit den niedrigeren Investitionen steigt der Investitionsbedarf zwischen 2015 und 2030 um 16 Mrd € und die zu erwartende installierte Leistung von erneuerbarer Stromerzeugung um 53 GW, wovon ein sehr geringer Anteil (2,8 GW) auf Biomasse entfällt und sonst jeweils ca. die Hälfte auf Windenergie und PV. Daraus errechnet sich eine Relation von Netzinvestitionen (zusätzlich) zu zusätzlich installierter Leistung aus Erneuerbaren von ca. 300 Mio € pro GW. Rechnet man mit diesem Wert für die Zuwächse an installierter Erzeugungskapazität (in GW) aus Erneuerbaren in Österreich, dann ergeben sich daraus bis 2030 Investitionen von ca. 4,4 Mrd € (Variante I) bis 5,9 Mrd € (Variante II) in die Stromnetze.

Tabelle 2: Erzeugungs- und Netzinvestitionen im Zusammenhang mit erneuerbarer Stromerzeugung (kumuliert bis 2030)

	Wasserkraft	Photovoltaik	Windenergie	INSGESAMT
Zuwachs, Erneuerbare (TWh)	6.3	11.5	11.2	29.0
Betriebsstunden/Jahr, Var.I	4500	1280	2500	
Betriebsstunden/Jahr, Var.II	4500	935	1800	
Zuwachs, Kapazität (GW), Var.I	1.4	9.0	4.5	14.9
Zuwachs, Kapazität (GW), Var.II	1.4	12.3	6.2	19.9
Netzinvestitionen, Mio €, Var. I	417	2695	1344	4457
Netzinvestitionen, Mio €, Var. II	417	3690	1867	5974
Erzeugungsinvestitionen, Mio €, Var. I	9390	10781	7840	28011
Erzeugungsinvestitionen, Mio €, Var. II	9390	14759	10889	35038

Quelle: Baumann, et al. (2018), Deutsche Energie-Agentur (2012), Kost, et al. (2018), Angaben österreichischer Netzbetreiber und eigene Berechnungen

In Summe sind somit mit dem Zuwachs an erneuerbarer Stromerzeugung, der sich aus einem modellbasierten Szenario ergibt und der mit den Ergebnissen in Baumann et al. (2018) übereinstimmt (+ 29 TWh bis 2030), Investitionen von 32 Mrd € (Variante I) bis 41 Mrd € (Variante II) verbunden.

Elektromobilität und Wärmepumpen: Netzinvestitionen

Für die zusätzlichen Netzinvestitionen aufgrund der weiteren Verbreitung von Elektromobilität und von Wärmepumpen wurden in erster Linie Angaben der österreichischen Netzbetreiber herangezogen, die für diese Studie erhoben wurden. Dabei schwanken die Angaben zu den spezifischen Investitionskosten je nach Netzbetreiber und Investitionsprojekt sehr stark. Als Durchschnittswert wurde für spezifische Investitionskosten in Netzkapazität generell mit 3 Mio €/MW (zusätzlicher) Netzkapazität gerechnet.

Bezüglich der weiteren Verbreitung von Elektromobilität wurde ein Zielwert von 20% Elektro-PKW im Bestand in 2030 vorgegeben, der sowohl in einem „Basisszenario“ als auch in dem oben beschriebenen Szenario „100% erneuerbare Stromerzeugung“ (beide mit demselben Modell gerechnet) erreicht wird und entsprechend den Anteil der PKW mit Verbrennungsmotor zurückdrängt (s.: Abschnitt 3). Das ergibt im Jahr 2030 ca. 1,2 Mio Elektro-PKW im Bestand.

Die davon zu erwartende Erhöhung der Netzhöchstlast beruht auf Angaben der österreichischen Netzbetreiber. Die Annahmen dafür betreffen die Ladekapazität pro Elektro-PKW und den Gleichzeitigkeit-Faktor. Für letzteren wurden 20% angesetzt, für die Ladekapazität wurde alternativ mit 11 kW/PKW und mit 22 kW/PKW gerechnet. Die Variante mit 11 kW/PKW wird dabei im Weiteren als Hauptvariante betrachtet. Das bedeutet, dass Schnellladetechnologien nicht als Hauptvariante angesehen werden, woraus sich eine zusätzlich notwendige Netzkapazität bis 2030 von 2650 MW ergibt.

Für die zusätzliche Belastung des Netzes durch den Einsatz von Luftwärmepumpen wurde für das mit dem Modell berechnete „Basisszenario“ angenommen, dass der Anteil von Heizsystemen auf Basis von Luftwärmepumpen bis 2030 stark ansteigt und bis 2030 25% erreicht. Dieser starke Anstieg wird auch durch die Daten der letzten Jahre untermauert. Aus einer Untersuchung von Benke, et al. (2015) wurde auf Basis der bisherigen Erfahrung die sich

daraus ergebende zusätzliche Netzkapazität berechnet. Die Studie von Benke, et al. (2015) geht von bisherigen Erfahrungen mit Wärmepumpen aus und deren Auswirkungen auf die zusätzliche maximale und durchschnittliche Netzerhöhung. Diese liegt im Bereich von 200 bis 300 MW. Der im hier berechneten „Basisszenario“ erfolgende starke Anstieg bis 2030 lässt die erforderliche Netzkapazität kontinuierlich auf 2000 MW steigen.

Die gesamten Netzinvestitionen, die kumuliert bis 2030 notwendig erscheinen (Tabellen 2 und 3), setzen sich für die Hauptvariante somit wie folgt zusammen:

4,4 Mrd € aufgrund der zusätzlichen Stromerzeugung aus Erneuerbaren,

8 Mrd € aufgrund von E-Mobilität und

6 Mrd € aufgrund von Wärmepumpen.

Insgesamt ergibt das eine Investitionssumme von 18,4 Mrd €. Die hier ermittelten Investitionssummen für Netzinvestitionen beruhen im Wesentlichen auf Angaben der Netzbetreiber und einer groben Übertragung der Studie der Deutschen Energie-Agentur (2012) auf Österreich. Ein wesentlicher Ausgangspunkt dafür sind derzeit anzunehmende direkte Investitionskosten (keine Vollkosten). Für eine besser fundierte Analyse des Investitionsbedarfes in Stromnetze wäre ein umfassenderer, modellbasierter Ansatz anzustreben, wie er z.B. in Reichl et al. (2012) dargelegt ist.

Tabelle 3: Zuwachs an Netzleistung und notwendige Netzinvestitionen aufgrund von E-Mobilität und Wärmepumpen, bis 2030

	2020	2030
PKW-Bestand: Benzin	42.4%	34.5%
PKW-Bestand: Diesel	54.0%	45.5%
PKW-Bestand: Elektro	3.6%	20.0%
Ladeleistung (MW), 11 kW/PKW	410	2653
Ladeleistung (MW), 22 kW/PKW	820	5305
Netzinvestitionen, in Mio € (11 kW/PKW)	1230	7958
Netzinvestitionen, in Mio € (22 kW/PKW)	2459	15916
Netzleistung (MW)	1261	2000
Netzinvestitionen, in Mio €	3784	6000

Quelle: Angaben der österreichischen Netzbetreiber, eigene Berechnungen

Insgesamt ergeben die dargestellten Abschätzungen in einer Hauptvariante (Variante 1), in der Durchschnittswerte für die Betriebsstunden in der erneuerbaren Stromerzeugung und 11 kW/Elektro-PKW als Ladeleistung angenommen werden, folgenden Investitionsbedarf:

Erzeugungsinvestitionen	28,0 Mrd €
Netzinvestition für Erneuerbare	4,4 Mrd €
Netzinvestitionen für E-Mobilität	8,0 Mrd €
Netzinvestitionen für Wärmepumpen	6,0 Mrd €

INSGESAMT

46.4 Mrd €

Im Falle, dass die Ladeleistung der Elektro-PKW 22kW/Elektro-PKW betragen sollte, steigt der Investitionsbedarf auf 54 Mrd €. In der umgekehrten Annahmen-Kombination wie in der Hauptvariante (minimale Betriebsstunden und 22 kW/Elektro-PKW Ladeleistung) erhöht sich der Investitionsbedarf auf 62,8 Mrd €.

2.Methodik der Analyse

Die Studie wird mit einem gekoppelten Modell durchgeführt, bei dem ein Tool, das das österreichische Energiesystem auf Basis der Energiebilanz und von bottom-up Daten in PKW-Verkehr und Raumwärme beschreibt, konsistent in ein Input-Output integriert wurde. Dadurch entsteht ein hybrides (in physischen und monetären Einheiten) Energie- Input-Output (EIO) Modell.

Der energetische Endverbrauch hängt von der Bevölkerung, der Effizienz des eingesetzten Kapitalstocks (Gebäude, Heizsysteme, Fahrzeugflotte, elektrische Anwendungen) und der Entwicklung von Endnachfrage und Produktionswerten nach Wirtschaftszweigen, die im IO Modell bestimmt werden, ab. Die Umwandlungsprozesse hängen von der Investitionstätigkeit und teilweise auch den Preisen ab. Sowohl in der energetischen Endnachfrage, als auch im Umwandlungseinsatz wird ein hohes Detail von Technologien und Sektoren verwendet. Die Gliederung der Sektoren der Güterproduktion und Dienstleistung umfasst 62 Wirtschaftszweige in NACE-Gliederung, wie sie in der IO Tabelle von Statistik Austria angewandt werden.

In den Bereichen PKW-Verkehr und Raumwärme der Haushalte ist im EIO Modell ein „Service“-Ansatz implementiert, da die Datensituation das in diesem Bereich erlaubt. Der energetische Endverbrauch wird von der Servicenachfrage (Personen-Km, m² Wohnfläche) unter Zugrundelegung unterschiedlicher Technologien (Energie-Effizienz) der unterschiedlichen Jahrgänge des Kapitalstocks und ihres Gewichtes am Gesamt-Kapitalstock abgeleitet. Dabei werden auch „Rebound“-Effekte und Preise berücksichtigt. Für jeden Sektor wird die Entwicklung der Energieeffizienz pro Produktionseinheit auf Basis der historischen jährlichen Steigerung der Energieeffizienz pro Outputeinheit (= jährlicher Rückgang der Energieintensität) fortgeschrieben. Im Bereich „Raumwärme“ wird zunächst die Serviceleistung Raumwärme insgesamt bestimmt, die über die Wohnfläche approximiert wird. Diese gesamte Wohnfläche ist von der Entwicklung des gesamten realen Haushaltseinkommens (der gesamten realen Konsumausgaben) abhängig. Die Serviceleistung Wohnfläche (m²) wird wiederum auf einzelne Gebäudetypen aufgespalten, einmal nach Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und großvolumiger Wohnbau und dann jeweils nach Altersklassen des Gebäude-Kapitalstocks. Dabei werden exogene Abbruchraten nach Altersklassen vorgegeben. Daraus ergibt sich als Residuum das Neubauvolumen (der Wohnungsneubau). Die Technologie ist durch den spezifischen Verbrauch (kWh/m², inverse Energieeffizienz) in jeder dieser Gebäudeklassen definiert, wobei zwischen thermisch „saniert“ und „unsaniert“ unterschieden wird. Dazu wird weiters eine Sanierungsrate für jeden Gebäudetyp (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und großvolumiger Wohnbau) vorgegeben. Daraus lässt sich die gesamte Servicenachfrage in Energieeinheiten pro m² ableiten (als gewichtet Summe über alle Gebäudetypen). Weiters ist dieser spezifische Energieverbrauch aller Gebäude (kWh/m²) von der Energieeffizienz der Heizungssysteme abhängig, die ebenfalls vorgegeben wird. Der Verbrauch für Elektrizität ist vom Kapitalstock für elektrische Anwendungen und seiner

spezifischen Energieeffizienz abhängig. Im Bereich der Wirtschaftszweige und im Raumwärmebereich werden für ein Szenario jeweils die Anteile der erneuerbaren Energieträger (Brennholz, Biogene, Umgebungswärme) vorgegeben. Die Anteile des fossilen Energieverbrauchs ergeben sich dann als Residuum.

Das Modul für den PKW-Verkehr bestimmt zunächst die Serviceleistung Mobilität insgesamt, d.h. die Personen-Kilometer über alle Verkehrsmodi, die von der Entwicklung der gesamten realen Konsumausgaben abhängig sind. Im Weiteren werden mehrere Ebenen des „Modal split“ unterschieden. Auf einer ersten Ebene die Anteile von öffentlichem Verkehr und anderem Verkehr (Rad, Fuß, etc.) an den gesamten Personen-KM. Diese werden exogen vorgegeben. Mithilfe des außerdem exogen vorgegebenen Besetzungsgrad der PKW können die Personen-Km der PKW in PKW-Km umgerechnet werden. Die Technologie des Kapitalstocks (Flottenverbrauch) nach Antriebsarten wird von der Technologie des existierenden Kapitalstocks und jener der PKW-Neukäufe determiniert. Beide Technologien bestimmen, multipliziert mit dem Gewicht des bestehenden PKW-Bestandes (aus $t-1$) und dem Gewicht der Neukäufe, respektive, am PKW-Bestand (in t), die Technologie im Zeitpunkt t . Der Energiepreis für die drei relevanten Energieträger im Verkehr (Benzin, Diesel, Elektrizität) ist exogen und wird aus dem mit dem Modell PRIMES der EU-Kommission berechneten "Basisszenario" übernommen (EU Commission, 2016). Die Preisentwicklung führt, mit einer gewissen Preiselastizität, zu einer Veränderung der PKW-Km. Diese sind vom (endogenen) Servicepreis abhängig, der wiederum das Produkt aus spezifischem Verbrauch und Energiepreis ist. Eine Änderung der Effizienz (des spezifischen Verbrauches) zieht somit einen Rebound-Effekt nach sich. Der PKW-Verkehr wird somit völlig von der Servicenachfrage angetrieben, daraus wird dann über die durchschnittlich gefahrenen Km/Jahr nach Antrieben (exogen) der notwendige Kapitalstock (PKW-Bestand) nach Antriebsarten berechnet. Daraus ergibt sich somit auch der Anteil von Elektro-PKW am gesamten PKW-Bestand. Mit der exogen gegebenen durchschnittlichen PKW-Lebensdauer ergeben sich dann im zweiten Schritt die PKW-Käufe. Die meisten Modelle funktionieren genau in der umgekehrten Richtung: Neuzulassungen nach Antriebsarten determinieren den Modal split von Antriebsarten.

Die Ergebnisse des energetischen Endverbrauches bilden den Input für die Energieumwandlung. Die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung ist jener Sektor, in dem die wesentliche Dynamik im Umwandlungsmodell abläuft. Das Umwandlungsmodell beruht auf einem Input-Output Ansatz mit Supply/Use Tabellen der Energieerzeugung. Die 62 NACE Sektoren erzeugen die Energieträger, die aus Umwandlungsausstoß stammen (Supply) und verbrauchen dabei Energieträger (Use). Aus den Supply-Use Matrizen werden die Matrix der „market shares“ für den Output und die Matrix der „technischen Koeffizienten“ für den Input abgeleitet. Die Matrizen werden verwendet, um das Modell in einem loop für jedes Jahr zu lösen. Die Modellösung ergibt, wie sich der gesamte Energieverbrauch (insgesamt Umwandlungseinsatz) verändert, wenn sich der energetische Endverbrauch verändert. Für jede Erzeugungstechnologie in der Wärme- und Stromerzeugung und in der Stromerzeugung mit KWK werden einige Erzeugungsanteile exogen vorgegeben und andere endogen bestimmt. Die Technologien KWK und Kraftwerk werden dabei zusammengefasst.

An dieses Tool des Energiesystems wird ein Input-Output Modell gekoppelt, sodass ein hybrides Modell mit Energie-Gütern und Energie-Industrien und Nicht-Energie-Gütern und Nicht-Energie-Industrien entsteht. Die Konsumnachfrage der Haushalte ist mit dem energetischen Endverbrauch der Haushalte verknüpft und der Produktionswert der Wirtschaftszweige mit dem energetischen Endverbrauch der Wirtschaftszweige. Im

Umwandlungsmodell wird der physische Produktionswert der Energie-Güter und Energie-Industrien bestimmt, der über implizite Preise (Mio €/TJ) an das monetäre IO Modell gekoppelt sind. Es werden somit alle feedbacks zwischen Energie- und Nicht-Energie-Sektoren der Wirtschaft berücksichtigt.

3.Effekte der Investitionstätigkeit im Energiesystem

Für die energetische Analyse wird zunächst ein „Basisszenario“ („BASE“) für den energetischen Endverbrauch mit dem EIO Modell erstellt. Im Szenario „BASE“ werden explizite Annahmen für die Treiber des energetischen Endverbrauchs von elektrischer Energie getroffen. Bezüglich der Elektromobilität wurde eine Entwicklung im Anteil der Antriebsarten an den PKW-Km unterstellt, die im Ergebnis zu den 20% Elektro-PKW im Bestand in 2030 führt. Das Szenario „BASE“ geht bezüglich der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung davon aus, dass die Anteile der Technologien (nach Energieträgern) bis 2030 konstant bleiben. Im alternativen Szenario „100% erneuerbare Stromerzeugung“ („EMPOWER“) werden die Anteile der erneuerbaren Energieträger wie in Abschnitt 1 beschrieben entsprechend angehoben, sodass sich eine Zunahme der Wasserkraft (in der jährlichen Erzeugung) von 6.3 TWh und von Wind und PV um jeweils etwas mehr als 11 TWh ergibt.

Das führt dazu, dass die Stromerzeugung im Jahr 2030 zu 99.2% aus den folgenden Erneuerbaren erfolgt: Wasserkraft (57.8%), Wind (20.8%), PV (16,1 %) und Biomasse (4.5%). Die restliche Stromerzeugung (0.8%) erfolgt aus Naturgas und Heizöl.

Der energetische Endverbrauch ist im Szenario „EMPOWER“ weitgehend gleich wie in „BASE“, die Substitutionseffekte zwischen fossiler und erneuerbarer Energie und die Reduktion der Elektrizitätsimporte sind im Bruttoinlandsverbrauch sichtbar (Tabelle 4). Die CO₂-Emissionen der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung (Grafik 1) liegen im Szenario „EMPOWER“ um 51% oder 4,1 Mio t unter jenen des Szenarios „BASE“, bei den gesamten CO₂-Emissionen Österreichs beträgt die Reduktion 6%. Die Entwicklung der Emissionsreduktion im Sektor Energieerzeugung (Strom und Wärme) und in der Gesamtwirtschaft verläuft folgendermaßen:

	2020	2025	2030
Energieversorgung	-13,4%	-32,3%	-51,3%
INSGESAMT	-1,3%	-3,3%	-5,4%

Hier ist anzumerken, dass der Sektor „Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung“ die Produktion von Elektrizität und Wärme aus Kraftwerken, KWK-Anlagen und Heizwerken enthält. Durch die im Szenario „EMPOWER“ erfolgende Substitution von fossiler Stromerzeugung durch Wasserkraft, Windkraft und PV werden auch KWK-Anlagen stillgelegt bzw. nicht mehr genutzt. Die unveränderte Wärmenachfrage muss daher aus anderen Quellen befriedigt werden. Dadurch steigt der fossile Einsatz in Heizwerken mehr als überproportional an, da es zu einem Effizienzrückgang in der gesamten Strom- und Wärmeerzeugung kommt. Ein Teil der Emissionsreduktion – in der Sicht des Gesamtsektors Elektrizität und Wärme – wird daher

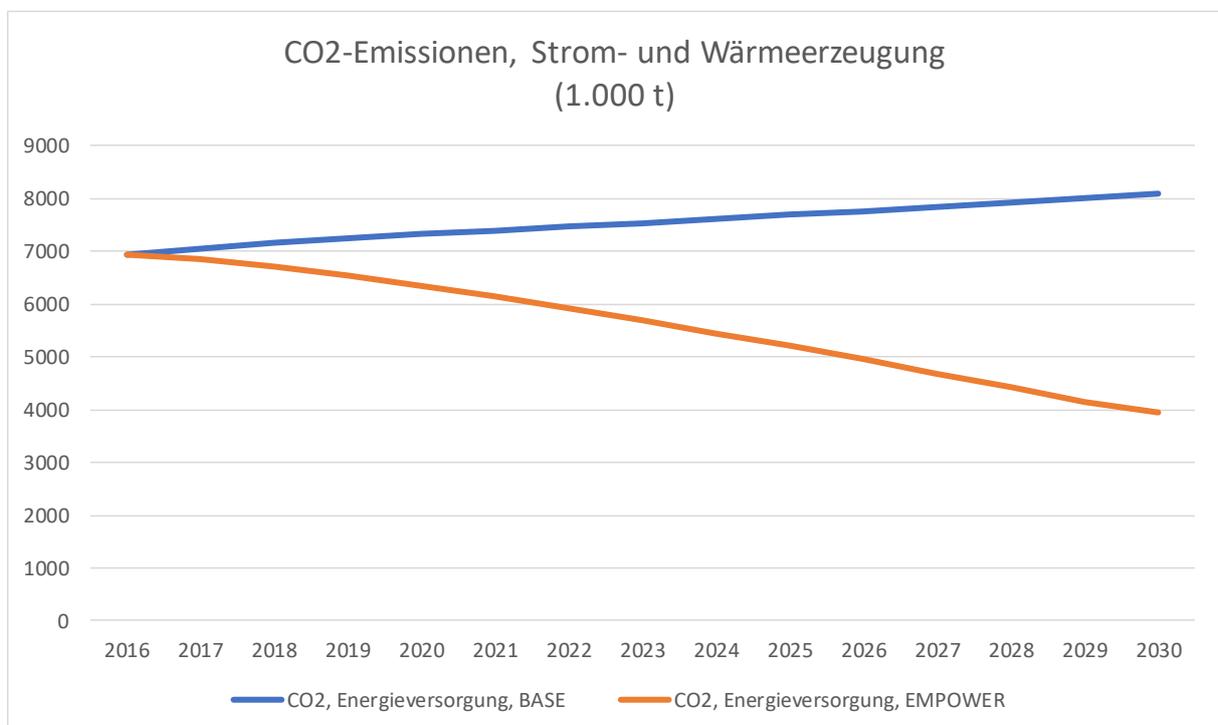
durch einen Anstieg von Emissionen aus Wärmeerzeugung kompensiert. Derartige feedbacks im Energiesystem werden nur durch die Verwendung eines Modells sichtbar und würden bei einer einfachen Mengenrechnung nicht berücksichtigt.

Tabelle 4: Differenz, Bruttoinlandsverbrauch, EMPOWER vs. BASE (100% erneuerbare Stromerzeugung, national bilanziell)

	2016	2020	2025	2030
Kohle, Kohlegase	0.0%	-3.5%	-8.7%	-15.2%
Ölprodukte	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%
Naturgas	0.0%	-2.8%	-6.7%	-10.4%
Biogene	0.0%	1.1%	2.0%	3.0%
Umgebungswärme	0.0%	0.1%	0.2%	0.3%
Wasserkraft	0.0%	-1.4%	-4.4%	-8.2%
Wind, PV	0.0%	72.5%	166.1%	262.3%
Fernwärme	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Elektr. Energie	0.0%	-31.1%	-51.0%	-66.2%
INSGESAMT	0.0%	-0.3%	-0.7%	-1.2%

Quelle: Eigene Berechnungen

Grafik 1: Entwicklung der CO2-Emissionen, EMPOWER vs. BASE (100% erneuerbare Stromerzeugung, national bilanziell)



Quelle: Eigene Berechnungen

Das für die Berechnung des Szenarios verwendete integrierte EIO Modell quantifiziert auch die ökonomischen Ergebnisse der Veränderungen in der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung. *A priori* wäre zu erwarten, dass die Dekarbonisierung der Elektrizitätswirtschaft (ohne Berücksichtigung der Investitionstätigkeit) negative Effekte auf die Produktion von fossiler Energie (Kohle und Gas) hat, was sich in negativen Output- und Beschäftigungseffekten niederschlägt. Im Zusammenhang des Designs des Szenarios „EMPOWER“ ist jedoch zu berücksichtigen, dass (i) diese beiden Energieträger zu einem hohen Prozentsatz oder gänzlich (Steinkohle) importiert werden, (ii) Importe von Elektrizität teilweise durch höhere inländische Erzeugung substituiert werden und (iii) die Wärmeproduktion aus Heizwerken aufgrund der Stilllegung von KWK-Anlagen erhöht werden muss. Diese drei Mechanismen bewirken insgesamt einen positiven Outputeffekt von 0,3% und einen Beschäftigungseffekt von ca. 5000 Personen, die vom Effekt in der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung dominiert werden. Aufgrund der vermehrten Energieproduktion (Transformation) in diesem Sektor sind auch die anderen Sektoren der Energieaufbringung (Forstwirtschaft, Bergbau und Kokerei/Mineralölverarbeitung) positiv betroffen. Alle Effekte sind auf das Jahr 2030 bezogen.

Tabelle 5: Effekte EMPOWER vs. BASE (100% erneuerbare Stromerzeugung) auf den Produktionswert (in %) in 2030 (kumuliert)

INSGESAMT	0.31%
Landwirtschaft	0.01%
Forstwirtschaft	0.21%
Fischerei	0.01%
Bergbau	0.45%
Nahrungsmittel, Tabak	0.01%
Textilien, Bekleidung	0.01%
Holzwaren (ohne Möbel)	0.07%
Papier, Pappe	0.01%
Druckerzeugnisse	0.06%
Kokerei und Mineralölverarbeitung	0.30%
Chemische Erzeugnisse	0.06%
Pharmazeutische Erzeugnisse	0.01%
Gummi- und Kunststoffwaren	0.02%
Verarbeitung von Steinen und Erden	0.02%
Metallerzeugung und -bearbeitung	0.03%
Metallerzeugnisse	0.03%
Datenverarbeitungsgeräte, optische Erzeugnisse	0.03%
Elektrische Ausrüstungen	0.06%
Maschinenbau	0.06%
Kraftwagen und Kraftwagenteile	0.01%
Sonstiger Fahrzeugbau	0.01%
Möbel, sonst. Waren	0.01%
Reparatur und Installation von Maschinen	0.41%
Energieversorgung	7.85%
Wasserversorgung	0.24%
Abfall- und Abwasserentsorgung	0.49%
Bauwesen	0.08%
KFZ-Handel und -Reparatur	0.04%
Großhandel	0.07%
Einzelhandel	0.02%
Landverkehr	0.06%
Schifffahrt	0.01%
Luftfahrt	0.07%
Lagererei	0.51%
Post-, Kurier- und Expressdienste	0.12%
Gastgewerbe	0.02%
Verlagswesen	0.07%
Film- und Fernsehproduktion	0.06%
Telekommunikation	0.09%
Informationsdienstleistungen	0.05%
Finanzdienstleistungen	0.17%
Versicherungen	0.04%
Sonstige Finanzdienstleistungen	0.07%
Grundstücks- und Wohnungswesen	0.04%
Rechts-, Steuer- und Unternehmensberatung	0.12%
Architektur- und Ingenieurbüros	0.08%
Forschung und Entwicklung	0.01%
Werbung und Marktforschung	0.13%
Sonstige freiberufliche Tätigkeiten	0.11%
Vermietung von beweglichen Sachen	0.08%
Überlassung von Arbeitskräften	0.28%
Reisebüros	0.02%
Wachdienste, sonstige DL für Unternehmen	0.14%
Öffentliche Verwaltung	0.01%
Erziehung und Unterricht	0.01%
Gesundheitswesen	0.00%
Heime, Sozialwesen	0.00%
Kreative und unterhaltende Tätigkeiten	0.01%
Sport und Erholung	0.01%
Interessenvertretungen, Vereinigungen	0.02%
Reparatur von Datenverarbeitungsgeräten	0.07%
Persönliche Dienstleistungen	0.01%

4.Effekte der Investitionstätigkeit auf die Volkswirtschaft

Um die Investitionen im EIO Modell analysieren zu können, musste für beide Investitionsarten (Netz, Erzeugung) im Einklang mit den Angaben der Netzbetreiber die Güterstruktur (in Definition des Input-Output Modells) der Investitionen bestimmt werden. Dafür wurde die Investitionsmatrix der Input-Output Tabelle (Statistik Austria) mit den Angaben der Netzbetreiber zu den Kostenkomponenten der Netzinvestitionen kombiniert. Diese Investitionsimpulse werden in das EIO Modell eingesetzt. Mit dem Modell wurde das Szenario „EMPOWER“ bis 2030 berechnet und dann wurden die Investitionsimpulse implementiert. Die Effekte messen daher nur den zusätzlichen volkswirtschaftlichen Effekt der Investitionen, nicht jenen der Veränderungen im Energiesystem im Szenario „EMPOWER“ (wie in Tabelle 5 dargestellt).

Die Investitionsimpulse haben signifikant positive Wirkungen auf die Volkswirtschaft, müssen aber andererseits finanziert werden. Für die Erzeugungsinvestitionen wird davon ausgegangen, dass bei gegebener Marktsituation und entsprechend steigender Nachfrage nach Elektrizität diese Investitionen von den Unternehmen getätigt werden. Für die Netzinvestitionen gilt, dass diese eine zusätzliche Kostenbelastung der Netzbetreiber in Form von höheren Kapitalkosten darstellen, die im österreichischen Regulierungsregime abgegolten werden muss. Auf Basis der Angaben von Netzbetreibern wurde die Lebensdauer der Netzinvestitionen mit 40 Jahren angesetzt. Nimmt man zusätzlich noch eine Eigenkapitalrendite von 3% an, dann ergibt sich für die Elektrizitätswirtschaft (als Teil des Sektors Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung) aufgrund höherer Kapitalkosten kumuliert bis 2030 eine notwendige Preiserhöhung von 4,4% gegenüber einem Szenario ohne diese Investitionen. Das bedeutet im Zeitraum bis 2030 eine zusätzliche Preiserhöhung von 0,3% pro Jahr. Setzt man die Eigenkapitalrendite mit 5% an, dann erhöht sich die jährliche zusätzliche Preiserhöhung auf 0,4%.

Um die Investitionsimpulse ins EIO-Modell einsetzen zu können wurden zunächst – analog zur Detailstudie für Deutschland (Deutsche Energie-Agentur, 2012) – Daten erhoben, wie sich die gesamten Netzinvestitionen auf die einzelnen Netzebenen verteilen. Nach entsprechenden Angaben der österreichischen Netzbetreiber entfallen 26% der Investitionen auf die Hochspannungsebene, der Rest verteilt sich gleich auf die zwei Ebenen Mittel- und Niederspannung. Diese Informationen ergeben zusammen mit den Informationen zu den Kostenkomponenten der Investitionen in den einzelnen Spannungsebenen (Tabelle 6) und den Informationen aus der Investitionsmatrix der Input-Output Tabelle (Statistik Austria) schlussendlich die Güterstruktur der Netzinvestitionen.

Tabelle 6: Netzinvestitionen nach Spannungsebenen und Kostenkomponenten

	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung	INSGESAMT
Anteil in %, insgesamt	38.0%	36.0%	26.0%	100.0%
Komponenten, in %				
Kabelleitung (Material)	25.0%	19.0%	23.0%	22.3%
Trafo, Schaltanlagen (Material)	0.0%	8.0%	22.0%	8.6%
Bauarbeiten	42.0%	49.0%	32.0%	41.9%
Dienstleistungen (Planung, etc.)	33.0%	24.0%	23.0%	27.2%
INSGESAMT	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Quelle: Angaben der österreichischen Netzbetreiber, eigene Berechnungen

Effekte der Netzinvestitionen

Die Netzinvestitionen von 18,4 Mrd. € lösen aufgrund der Importquoten der Investitionsgüter (lt. Input-Output Statistik) ca. 13 Mrd. € heimische Nachfrage aus; ca. 30 % der Nachfrage fließen daher direkt auf der ersten Stufe ins Ausland. Das liegt daran, dass die Netzinvestitionen zum Teil Güter enthalten, die im Ausland (und nicht in Österreich) produziert werden. Die Gesamtinvestitionen (kumuliert) von 18,4 Mrd. € lösen (in 2030) 20 Mrd. € (2,3%) Output-(Produktions-) und 10,7 Mrd. € (2,65%) BIP-Effekt aus. Dadurch steigt die Zahl der Erwerbstätigen um ca. 120.000 oder 2,1%. Bei den Beschäftigungseffekten handelt es sich um Arbeitskräfte und nicht um Vollzeit-Äquivalente. Die Beschäftigungseffekte in Tabelle 7 werden, so wie alle Effekte, kumuliert wirksam. Sie reduzieren im Zeitraum bis 2030 entsprechend die Arbeitslosigkeit, wobei der durchschnittliche jährliche Effekt etwas geringer ist und der Effekt auf die Arbeitslosigkeit auch von Angebotseffekten am Arbeitsmarkt abhängig ist. Bezogen auf die heimischen Gesamtinvestitionen beträgt der Multiplikator 1,6 und der Wertschöpfungsmultiplikator 0,8, bezogen auf die Gesamtinvestition sind die Multiplikatoren entsprechend geringer, nämlich 1,1 (Output) und 0,56 (BIP).

Tabelle 7: Makroökonomische Effekte der Netzinvestitionen im Jahr 2030 (kumulierte Effekte, 2018-2030)

		%
Netzinvestitionen, Mio €	18378	-
Heimische Nachfrage, Mio €	12869	-
Output-Effekt, Mio €	20139	2.33%
BIP-Effekt, Mio €	10658	2.65%
Beschäftigungseffekt (Erwerbstätige)	121022	2.11%
Multiplikator (Gesamtinvestition)	1.10	-
Multiplikator (heimische Nachfrage)	1.56	-
BIP-Multiplikator (heimische Nachfrage)	0.83	-

Quelle: Eigene Berechnungen

Der gesamte Output-Effekt der Netzinvestitionen führt dazu, dass die Produktion im Jahr 2030 insgesamt um 2,3% höher liegt (als in „BASE“). Dabei sind die einzelnen Wirtschaftszweige stark unterschiedlich betroffen. Neben der Installation von Maschinen, die um 21,2% stimuliert wird, sind es auch Dienstleistungsbereiche (Architektur- und Ingenieurbüros: 14.7%, Informationsdienstleistungen: 11,3%) und die Bauwirtschaft (7.7%), in denen der Produktionswert relativ stark ansteigt.

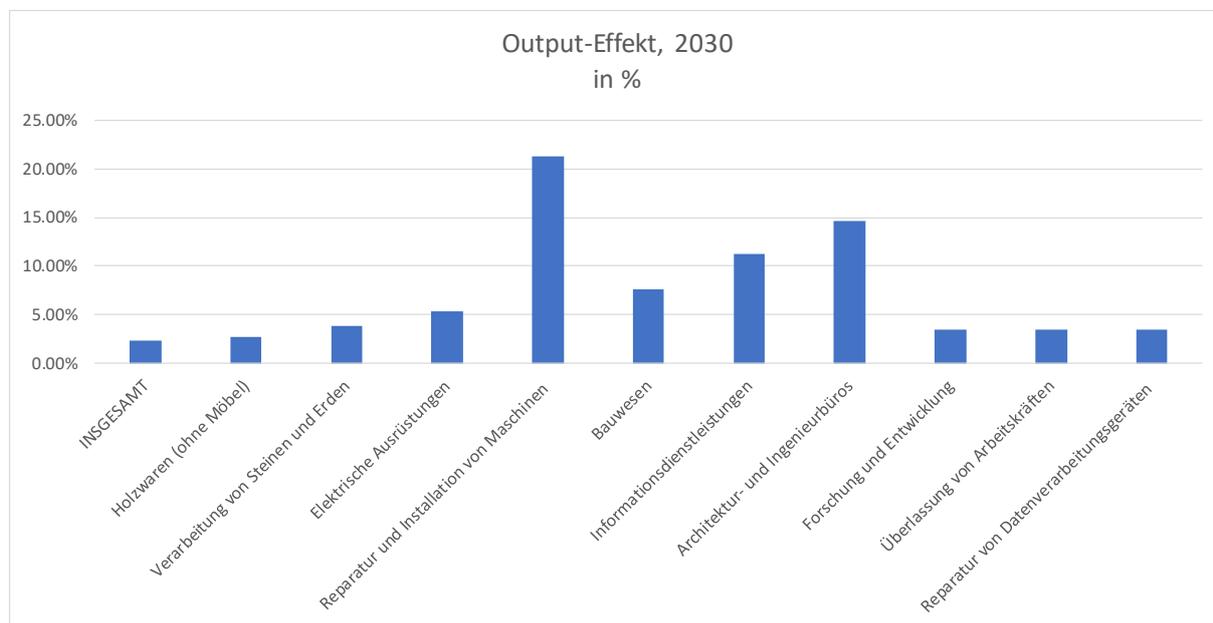
Die absoluten Beschäftigungseffekte werden auch v.a. in diesen Wirtschaftszweigen wirksam, aber auch im Bauwesen und im Großhandel. Der gesamte Beschäftigungseffekt pro Mrd € Investition beträgt ca. 6600 Erwerbstätige.

Tabelle 8: Beschäftigungseffekte (Erwerbstätige) der Netzinvestitionen im Jahr 2030 (kumulierte Effekte, 2018-2030), ausgewählte Wirtschaftszweige

INSGESAMT	121022
Elektrische Ausrüstungen	2219
Maschinenbau	1652
Reparatur und Installation von Maschinen	6118
Bauwesen	32884
Großhandel	8178
Einzelhandel	3340
Informationsdienstleistungen	11964
Rechts-, Steuer- und Unternehmensberatung	4804
Architektur- und Ingenieurbüros	18283
Überlassung von Arbeitskräften	1990
Wachdienste, sonstige DL für Unternehmen	2470

Quelle: Eigene Berechnungen

Graphik 2: Effekte der Netzinvestitionen auf den Produktionswert (in %) ausgewählter Wirtschaftszweige



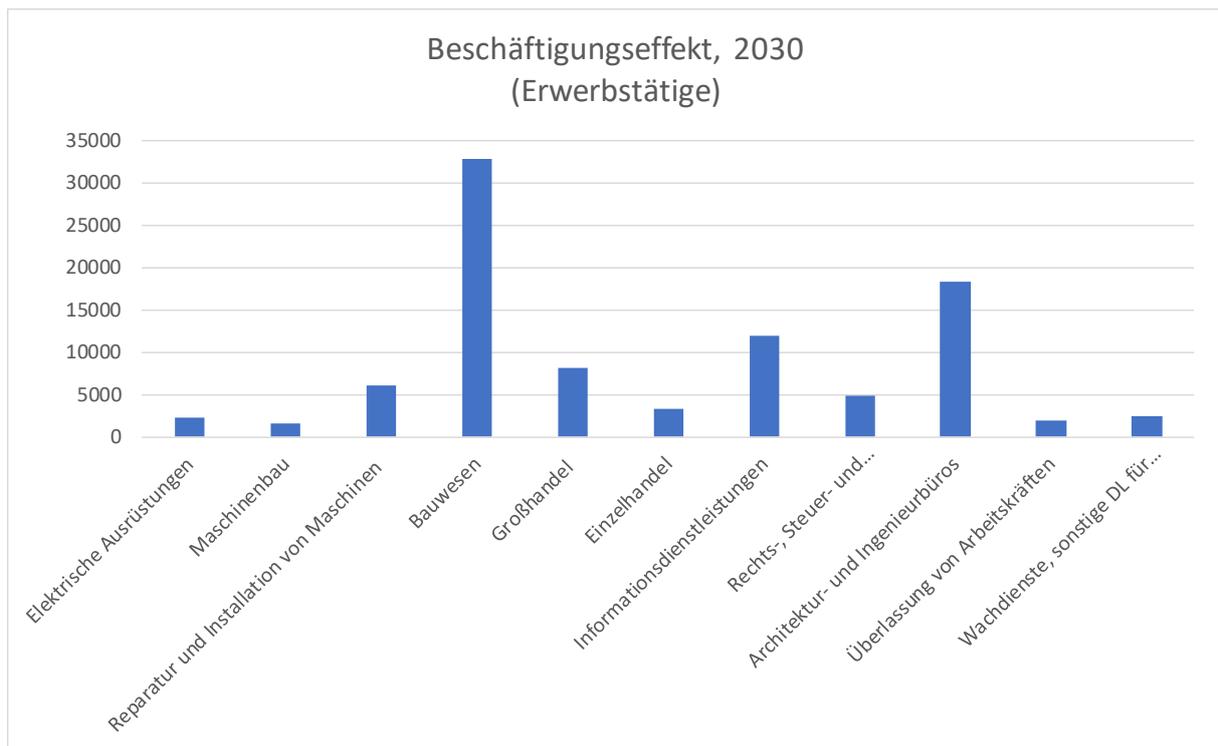
Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 9: Effekte der Netzinvestitionen auf den Produktionswert (in %) im Jahr 2030 (kumulierte Effekte, 2018-2030)

INSGESAMT	2.33%
Landwirtschaft	0.28%
Forstwirtschaft	1.83%
Fischerei	0.11%
Bergbau	0.64%
Nahrungsmittel, Tabak	0.22%
Textilien, Bekleidung	0.50%
Holzwaren (ohne Möbel)	2.75%
Papier, Pappe	0.77%
Druckerzeugnisse	2.20%
Kokerei und Mineralölverarbeitung	0.09%
Chemische Erzeugnisse	0.24%
Pharmazeutische Erzeugnisse	0.62%
Gummi- und Kunststoffwaren	1.09%
Verarbeitung von Steinen und Erden	3.86%
Metallerzeugung und -bearbeitung	1.61%
Metallerzeugnisse	1.91%
Datenverarbeitungsgeräte, optische Erzeugnisse	2.00%
Elektrische Ausrüstungen	5.34%
Maschinenbau	1.86%
Kraftwagen und Kraftwagenteile	0.57%
Sonstiger Fahrzeugbau	0.82%
Möbel, sonst. Waren	0.86%
Reparatur und Installation von Maschinen	21.24%
Energieversorgung	0.28%
Wasserversorgung	1.13%
Abfall- und Abwasserentsorgung	0.93%
Bauwesen	7.65%
KFZ-Handel und -Reparatur	1.08%
Großhandel	3.26%
Einzelhandel	0.66%
Landverkehr	1.06%
Schifffahrt	0.06%
Luftfahrt	1.03%
Lagerei	1.26%
Post-, Kurier- und Expressdienste	1.51%
Gastgewerbe	0.25%
Verlagswesen	2.87%
Film- und Fernsehproduktion	1.06%
Telekommunikation	1.66%
Informationsdienstleistungen	11.25%
Finanzdienstleistungen	1.90%
Versicherungen	0.58%
Sonstige Finanzdienstleistungen	1.23%
Grundstücks- und Wohnungswesen	0.95%
Rechts-, Steuer- und Unternehmensberatung	2.53%
Architektur- und Ingenieurbüros	14.65%
Forschung und Entwicklung	3.49%
Werbung und Marktforschung	1.58%
Sonstige freiberufliche Tätigkeiten	2.35%
Vermietung von beweglichen Sachen	1.73%
Überlassung von Arbeitskräften	3.47%
Reisebüros	0.27%
Wachdienste, sonstige DL für Unternehmen	1.69%
Öffentliche Verwaltung	0.42%
Erziehung und Unterricht	0.70%
Gesundheitswesen	0.12%
Heime, Sozialwesen	0.05%
Kreative und unterhaltende Tätigkeiten	0.44%
Sport und Erholung	0.23%
Interessenvertretungen, Vereinigungen	0.61%
Reparatur von Datenverarbeitungsgeräten	3.52%
Persönliche Dienstleistungen	0.13%

Quelle: Eigene Berechnungen

Graphik 3: Effekte der Netzinvestitionen auf die Beschäftigung ausgewählter Wirtschaftszweige



Quelle: Eigene Berechnungen

Effekte der Erzeugungsinvestitionen

Die Effekte der Erzeugungsinvestitionen wurden nach der gleichen Methode wie jene der Netzinvestitionen berechnet. Die Ergebnisse zeigen trotz einer leicht höheren Investitionssumme einen leicht geringeren makroökonomischen Effekt im Ausmaß von 2,6% (Output), 2,9% (BIP) und 2,25% (Beschäftigung). Das liegt daran, dass von den 28,0 Mrd. € Erzeugungsinvestitionen direkt nur ca. 52% als inländische Nachfrage übrigbleiben. Dementsprechend ist auch der Multiplikator in Bezug auf die Gesamtinvestition geringer. Der Beschäftigungseffekt beträgt ca. 4600 Erwerbstätige pro Mrd €.

Tabelle 10: Makroökonomische Effekte der Erzeugungsinvestitionen im Jahr 2030 (kumulierte Effekte, 2018-2030)

		%
Erzeugungsinvestitionen, Mio €	28011	-
Heimische Nachfrage, Mio €	14551	-
Output-Effekt, Mio €	22655	2.62%
BIP-Effekt, Mio €	11614	2.89%
Beschäftigungseffekt (Erwerbstätige)	128831	2.25%
Multiplikator (Gesamtinvestition)	0.81	-
Multiplikator (heimische Nachfrage)	1.56	-
BIP-Multiplikator (heimische Nachfrage)	0.80	-

Quelle: Eigene Berechnungen

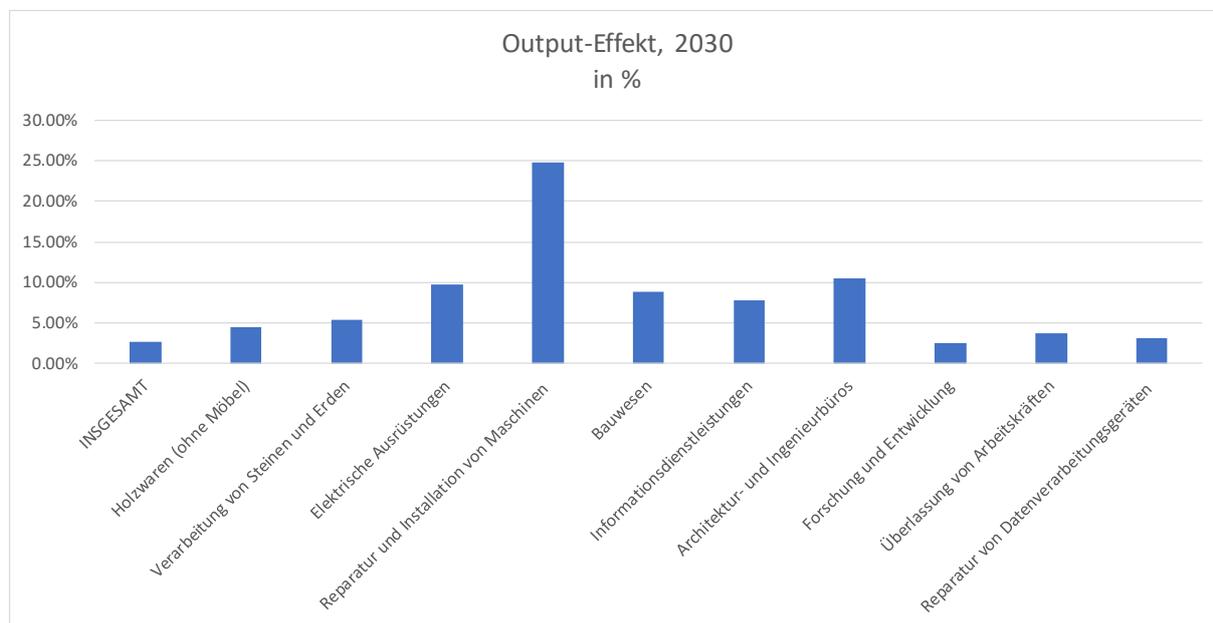
Tabelle 11: Beschäftigungseffekte (Erwerbstätige) der Erzeugungsinvestitionen im Jahr 2030 (kumulierte Effekte, 2018-2030), ausgewählte Wirtschaftszweige

INSGESAMT	128831
Elektrische Ausrüstungen	4028
Maschinenbau	1961
Reparatur und Installation von Maschinen	7147
Bauwesen	37750
Großhandel	13112
Einzelhandel	4016
Informationsdienstleistungen	8253
Rechts-, Steuer- und Unternehmensberatung	4822
Architektur- und Ingenieurbüros	13047
Überlassung von Arbeitskräften	2164
Wachdienste, sonstige DL für Unternehmen	2403

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Struktur der Output- und Beschäftigungseffekte ist ebenfalls leicht unterschiedlich von jener der Netzinvestitionen. Auffällig ist die geringere Bedeutung von einschlägigen Dienstleistungen (Architektur- und Ingenieurbüros). Das ist auf die unterschiedliche Güterstruktur der beiden Investitionsarten zurückzuführen, wobei für die Netzinvestitionen separate Informationen aus der Branche zur Verfügung standen.

Graphik 4: Effekte der Erzeugungsinvestitionen auf den Produktionswert (in %) ausgewählter Wirtschaftszweige



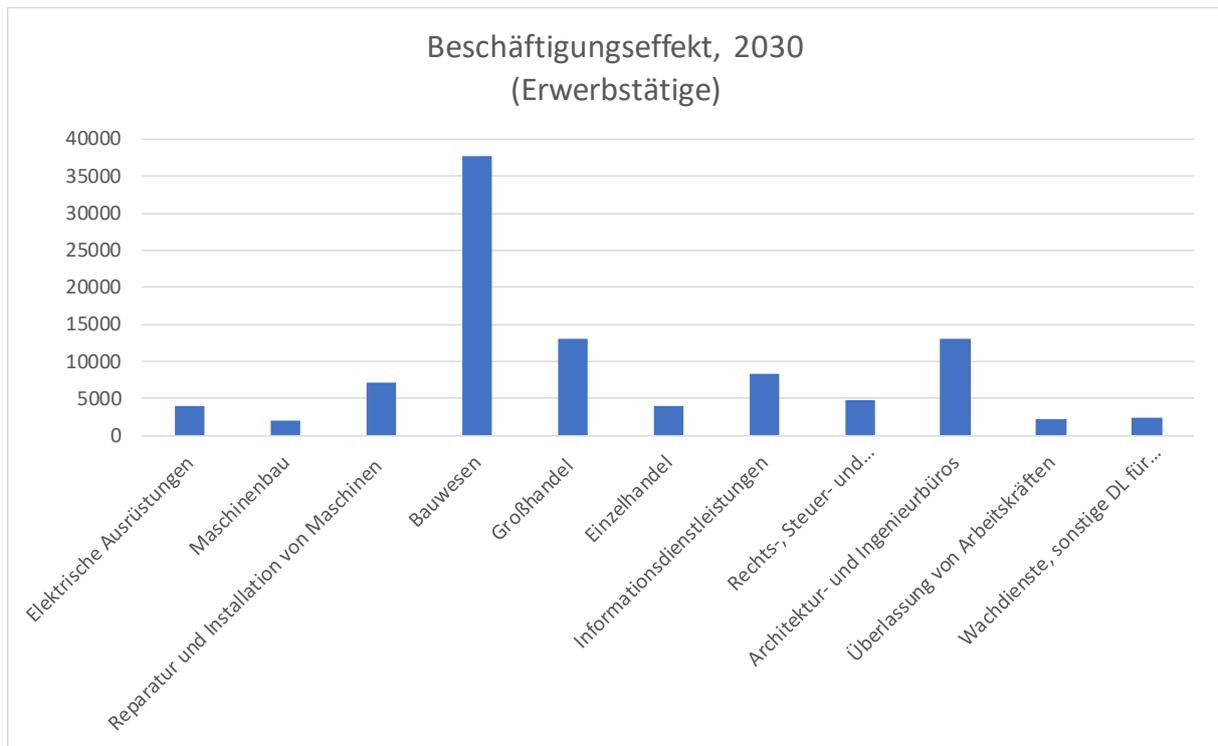
Quelle: Eigene Berechnungen

*Tabelle 12: Effekte der Erzeugungsinvestitionen auf den Produktionswert (in %) im Jahr 2030
(kumulierte Effekte, 2018-2030)*

INSGESAMT	2.62%
Landwirtschaft	0.36%
Forstwirtschaft	2.84%
Fischerei	0.13%
Bergbau	0.75%
Nahrungsmittel, Tabak	0.29%
Textilien, Bekleidung	0.58%
Holzwaren (ohne Möbel)	4.45%
Papier, Pappe	0.86%
Druckerzeugnisse	1.90%
Kokerei und Mineralölverarbeitung	0.09%
Chemische Erzeugnisse	0.28%
Pharmazeutische Erzeugnisse	0.73%
Gummi- und Kunststoffwaren	1.49%
Verarbeitung von Steinen und Erden	5.38%
Metallerzeugung und -bearbeitung	3.20%
Metallerzeugnisse	2.51%
Datenverarbeitungsgeräte, optische Erzeugnisse	2.00%
Elektrische Ausrüstungen	9.70%
Maschinenbau	2.20%
Kraftwagen und Kraftwagenteile	0.71%
Sonstiger Fahrzeugbau	0.93%
Möbel, sonst. Waren	1.15%
Reparatur und Installation von Maschinen	24.81%
Energieversorgung	0.31%
Wasserversorgung	1.27%
Abfall- und Abwasserentsorgung	1.27%
Bauwesen	8.79%
KFZ-Handel und -Reparatur	1.36%
Großhandel	5.23%
Einzelhandel	0.80%
Landverkehr	1.19%
Schifffahrt	0.08%
Luftfahrt	1.14%
Lagerei	1.41%
Post-, Kurier- und Expressdienste	1.56%
Gastgewerbe	0.28%
Verlagswesen	2.34%
Film- und Fernsehproduktion	1.05%
Telekommunikation	1.65%
Informationsdienstleistungen	7.76%
Finanzdienstleistungen	1.99%
Versicherungen	0.59%
Sonstige Finanzdienstleistungen	1.18%
Grundstücks- und Wohnungswesen	0.99%
Rechts-, Steuer- und Unternehmensberatung	2.54%
Architektur- und Ingenieurbüros	10.45%
Forschung und Entwicklung	2.43%
Werbung und Marktforschung	1.68%
Sonstige freiberufliche Tätigkeiten	2.27%
Vermietung von beweglichen Sachen	1.89%
Überlassung von Arbeitskräften	3.77%
Reisebüros	0.29%
Wachdienste, sonstige DL für Unternehmen	1.64%
Öffentliche Verwaltung	0.37%
Erziehung und Unterricht	0.50%
Gesundheitswesen	0.09%
Heime, Sozialwesen	0.04%
Kreative und unterhaltende Tätigkeiten	0.41%
Sport und Erholung	0.23%
Interessenvertretungen, Vereinigungen	0.55%
Reparatur von Datenverarbeitungsgeräten	3.05%
Persönliche Dienstleistungen	0.15%

Quelle: Eigene Berechnungen

Graphik 5: Effekte der Erzeugungsinvestitionen auf die Beschäftigung ausgewählter Wirtschaftszweige



Quelle: Eigene Berechnungen

Vergleich mit anderen makroökonomischen Studien über die Elektrizitätswirtschaft

Es liegen für Österreich zwei rezente Untersuchungen zur volkswirtschaftlichen Bedeutung der Elektrizitätswirtschaft in Österreich vor (Economica 2016 und 2018). In diesen Studien werden die gesamten indirekten Effekte eines Sektors (der „ökonomische Fußabdruck“) erfasst. Das umfasst die Effekte des laufenden Betriebes und der Investitionstätigkeit des Sektors. Da in dieser Studie die Wirkungen der Investitionstätigkeit der Elektrizitätswirtschaft untersucht werden, sind diese mit den in *Economica* (2016, 2018) berechneten volkswirtschaftlichen Wirkungen von Investitionen vergleichbar.

Die Berechnungen in dieser Studie ergaben für die Netzinvestitionen folgende volkswirtschaftliche Effekte: einen Wertschöpfungsmultiplikator von 0,56 und 6600 Erwerbstätige pro Mrd €. Für Erzeugungsinvestitionen ergab sich aufgrund der höheren direkten Importquote der Investitionen ein Wertschöpfungsmultiplikator von 0,41 und 4600 Erwerbstätige pro Mrd €.

Economica (2016) kommt zum Ergebnis, dass im Zeitraum 2001 bis 2014 Investitionen in die Stromnetze von 8,4 Mrd € eine Wertschöpfung von 6 Mrd € generiert und eine Beschäftigung von 72.000 Personen gesichert haben. Das ergibt einen Wertschöpfungsmultiplikator von 0,71 und einen Beschäftigungseffekt von 8500 Personen pro Mrd € Investition. In *Economica* (2018) wird für die Investitionstätigkeit der Elektrizitätswirtschaft mit einem Wertschöpfungsmultiplikator von 0,67 und einem Beschäftigungseffekt von 7300 Personen pro Mrd € Investition gerechnet.

Tabelle 13: Vergleich der volkswirtschaftlichen Effekte von Investitionen der Elektrizitätswirtschaft

	Wertschöpfungs- multiplikator	Beschäftigungs- effekt (pro Mrd €)	Zeitraum
Netzinvestitionen	0,56	6.600	2018 - 2030
Erzeugungsinvestitionen	0,41	4.600	2018 - 2030
Netzinvestitionen, mit induzierten Effekten	0,70		2018 - 2030
Economica, 2016	0,71	8.500	2001 - 2014
Economica, 2018	0,67	7.300	2016

Für einen Vergleich der Ergebnisse sind in erster Linie zwei methodische Differenzen zu berücksichtigen:

1. In *Economica* (2016 und 2018) werden auch induzierte Effekte berücksichtigt, also Effekte, die von den Konsumausgaben der durch die Investition beschäftigten Personen ausgehen. Nach Angaben in *Economica* (2016) erhöht das den Wertschöpfungseffekt um 25%. Dieser Wert deckt sich auch mit Erfahrungen von CESAR in verschiedenen Impact-Analysen. Das würde den unterschiedlichen Wertschöpfungsmultiplikator der Netzinvestitionen erklären. Der hier berechnete Multiplikator würde von 0,56 auf 0,7 ansteigen.

2. *Economica* (2016 und 2018) verwenden einen Input-Output Ansatz für die Periode 2001 bis 2014. In der hier vorliegenden Studie wird ein dynamisches Modell verwendet, in dem sich die Technologie in Bezug auf die Inputfaktoren Kapital, Arbeit, Energie und Vorleistungen in allen Branchen (unterschiedlich) verändert. Dadurch steigt die Arbeitsproduktivität bis 2030 erheblich. Das erklärt den unterschiedlichen Beschäftigungseffekt der Netzinvestitionen zwischen 7300 bis 8500 Personen pro Mrd € (2014) und 6600 Personen pro Mrd € (2030).

Literatur

Baumann, M., E. Böck, G. Pauritsch (2018), 100% erneuerbarer Strom laut #mission 2030. Erstevaluierung der Zieldefinition der österreichischen Klima- und Energiestrategie, *Austrian Energy Agency*, Wien, August 2018.

Benke, G., C. Amann und S. Amann (2015), Expertise zum Einsatz von Luftwärmepumpen in Österreich, Endbericht, *e7 Energie Markt Analyse GmbH*, Wien, 2015.

BMNT, BMVIT (2018), #mission 2030. Die österreichische Klima- und Energiestrategie, Wien 2018.

Deutsche Energie-Agentur (2012), Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Endbericht, Berlin, 2012.

Economica (2016), Volkswirtschaftliche Bedeutung der Stromnetze, Pressegespräch, 02.03.2016.

Economica (2018), Der ökonomische Fußabdruck der Elektrizitätswirtschaft. Volkswirtschaftliche Effekte in Österreich, Pressekonferenz, Wien, 18.06.2018

EU Commission (2016), EU Reference Scenario 2016. Energy, Transport and GHG Emission Trends to 2050. European Commission, Directorate General for Energy, Directorate General for Climate Action and Directorate General for Mobility and Transport, 2016.

Kost, C., S. Shammugam, V. Jülich, H.-T. Nguyen, T. Schlegl (2018), Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, *Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE*, Freiburg, März 2018.

Oesterreichs Energie (2016), Empowering Austria. Die Stromstrategie von Oesterreichs Energie bis zum Jahr 2030, Wien 2016.

Reich K, Gutschi C, Nischler G, Nacht T, Stigler H (2012) Szenarienanalysen für den Masterplan 2030 der Austrian Power Grid AG, *12. Symposium Energieinnovation*, TU Graz